



P19012

PARQUE FOTOVOLTAICO HUATACONDO

25.06.2019

Informe Técnico Determinación de Potencia Máxima
19012-00-ES-IT-002 Rev B
Preparado para Eiffage





P19012

HUATACONDO ANEXOS TÉCNICOS

Informe Técnico Determinación de Potencia
Máxima

I-SEP Ingenieros SpA

Ingeniería en Sistemas Eléctricos de Potencia

Padre Mariano 82
Oficina 603
Providencia, Santiago
Chile

+56 2 2875 7643

www.i-sep.cl
empresa@i-sep.cl

REV.	PREPARADO POR	FECHA	REVISADO POR	FECHA	COMENTARIOS
Rev A	Esteban Canales R.	14.06.19	I-SEP		
Rev B	Esteban Canales R.	25.06.19			

CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVOS Y ALCANCES	4
3. ANTECEDENTES.....	4
4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE	4
4.1. Características Inversores ABB PVS980	5
5. REVISIÓN NORMATIVA	7
6. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA	7
6.1. Definición de puntos de medición	7
6.2. Antecedentes de operación.....	8
6.3. Cálculo de potencia neta del parque.....	9
6.4. Disponibilidad del recurso primario.....	9
7. CONCLUSIONES	11
8. ANEXOS.....	12

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, Eiffage ha finalizado la construcción del parque fotovoltaico (PF) Huatacondo, el que se compone de 47 inversores ABB PVS980-58-2091kVA-L de 2,091 MW de potencia nominal. En este contexto, Eiffage adjudicó a I-SEP el desarrollo de un Informe de Determinación de Potencia Máxima, requerido por el Coordinador Eléctrico Nacional para la entrada en operación. En la Figura 1-1 se muestra un diagrama general de la zona en estudio, destacando la ubicación de conexión del parque.

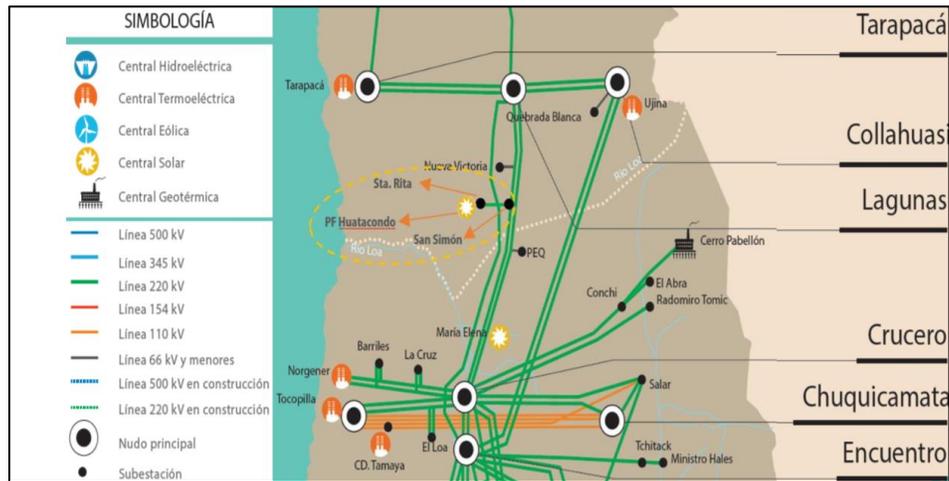


Figura 1-1: Esquema geográfico aproximado – Zona de conexión del proyecto.

2. OBJETIVOS Y ALCANCES

El presente informe tiene por finalidad establecer el valor de Potencia Máxima del PF Huatacondo, mediante la plataforma PowerFactory, en la cual se realizarán simulaciones de flujo de potencia, considerando un escenario en condiciones ideales (máxima radiación solar) junto a las pérdidas del parque fotovoltaico, según lo establecido en el **Anexo Técnico: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras**. Esto último, debido a que las condiciones de radiación solar actuales (dada la época del año) no permiten una operación a potencia máxima.

3. ANTECEDENTES

El presente informe ha sido desarrollado con los siguientes antecedentes.

- Catálogo del inversor “PVS980 central inverters flyer 3AXD50000027473 RevJ EN lowres” desarrollado por ABB.
- Mediciones de potencia “Chart Viewer-2019061311. Potencia Activa” entregadas por el cliente.
- Mediciones de radiación “Chart Viewer-2019061311. Radiación horario” entregadas por el cliente
- Estudio “Determinación de mínimo técnico Parque Fotovoltaico Huatacondo” Desarrollado por I-SEP.
- Base de datos del estudio N°HUA-EIF-EM-S-601 “Flujos de potencia Parque Fotovoltaico Huatacondo Rev E” entregado por el cliente.

4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PARQUE

El parque fotovoltaico Huatacondo se encuentra construido por 47 inversores de 2091 kVA cada uno, de marca ABB modelo PVS980-58-2091kVA-L. Se vinculan a la red interna a través de transformadores de relación 0,690 / 23 kV, y luego mediante circuitos colectores se conecta a la subestación transformadora, allí, la red de MT es elevada a 220 kV por medio de un transformador de 23 / 220 kV, con una capacidad de 115 MVA.

En la Figura 4-1 se muestra el diagrama unilineal de la instalación del parque y su conexión con el Sistema Interconectado.

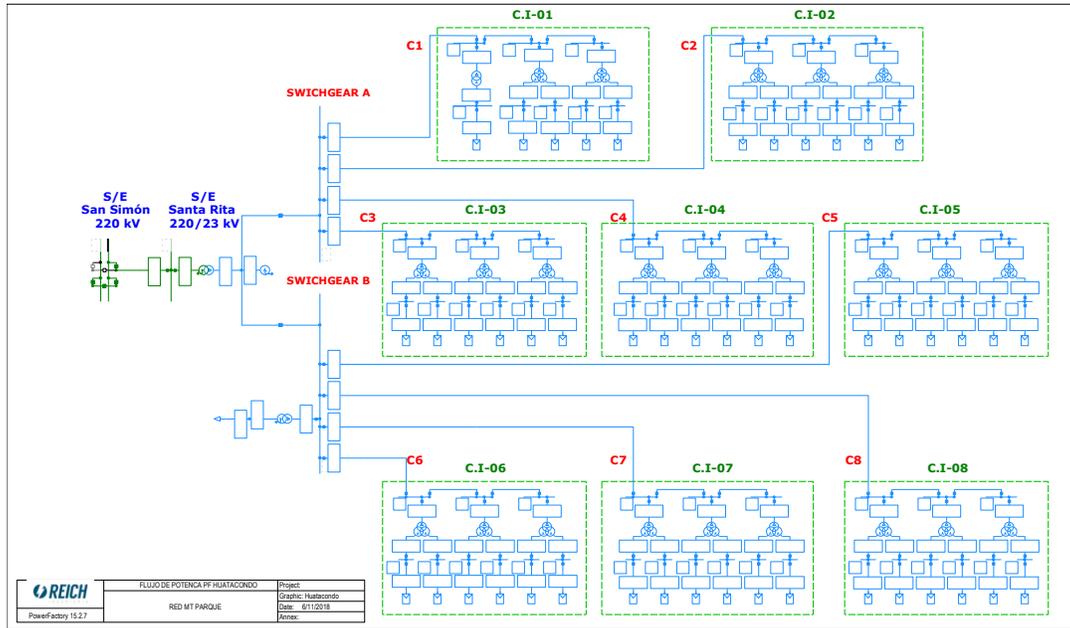


Figura 4-1 Diagrama de conexión del parque.

4.1. Características Inversores ABB PVS980

Los parámetros eléctricos relevantes de los inversores ABB modelo PVS980 utilizados en el proyecto PF Huatacondo se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4-1 Parámetros generador fotovoltaico (inversor).

VARIABLE	VALOR
Potencia Nominal Aparente	2,091 MVA
Potencia Activa Máxima	2,091 MW
Tensión Nominal	690 V

Es importante señalar que para que el inversor opere a potencia nominal, requiere que los paneles solares se encuentren operando con una radiación igual o superior a 1000 W/m² (ver Figura 8-2).

Cada uno de los inversores está compuesto por cuatro módulos independientes. Cada uno de esos módulos posee una curva de capacidad como la mostrada en la siguiente figura.

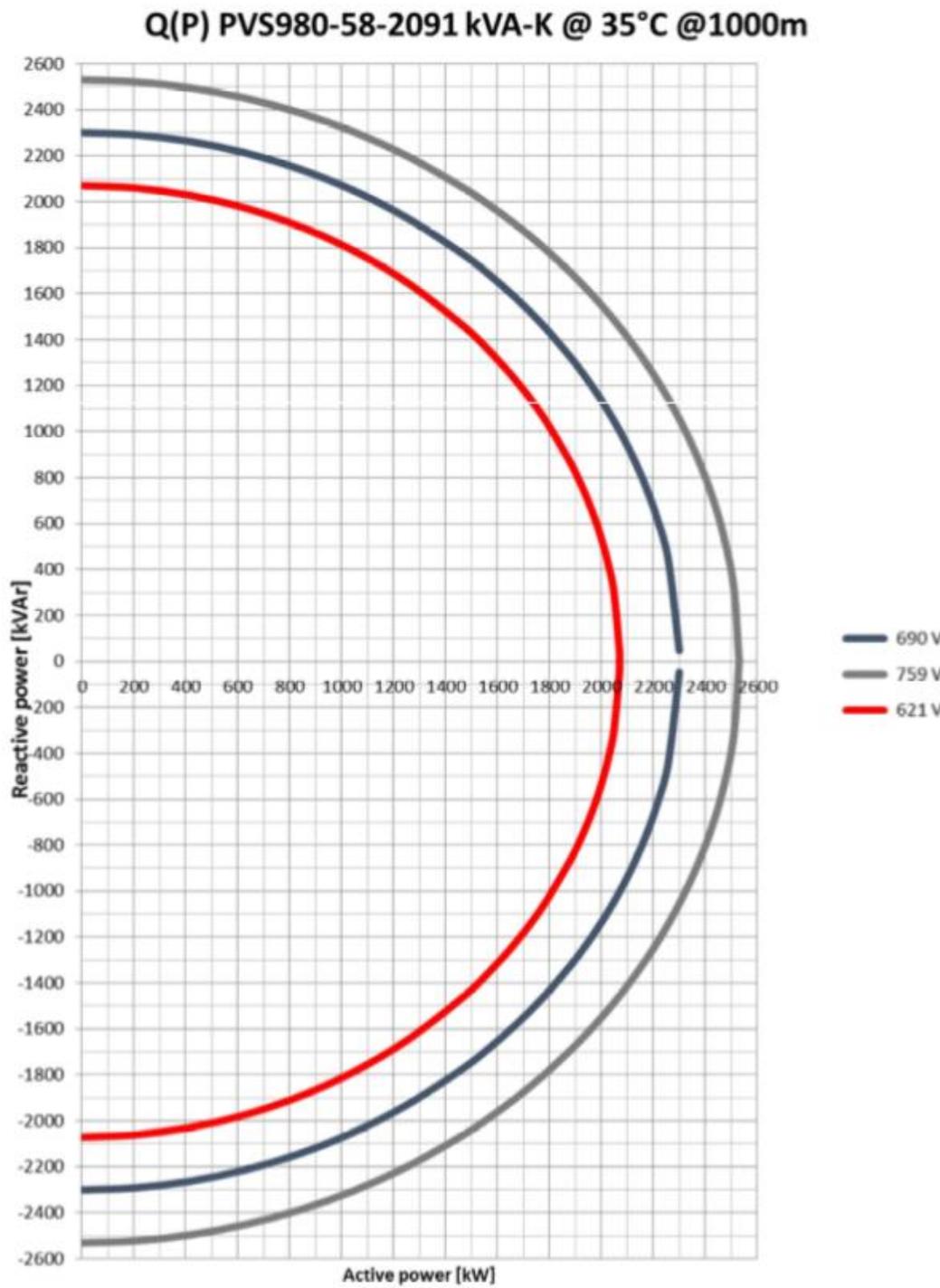


Figura 4-2 Curva de capacidad de uno de los módulos del inversor.

5. REVISIÓN NORMATIVA

A continuación, se exponen los principales estándares normativos (Anexo Técnico: “Pruebas de Potencia Máximas en Unidades Generadoras” disponible en la página de la CNE) que son de relevancia para el presente informe.

Artículo 40: Potencia máxima en unidades generadoras cuya fuente es renovable no convencional con capacidad de regulación.

En el caso de centrales cuya fuente es renovable no convencional, que tengan capacidad de regulación, la determinación y plazos para informar y aprobar el valor de potencia máxima informado se regirá y deberá cumplir con todas las exigencias establecidas en el TÍTULO III del presente anexo.

A efectos del presente Anexo, se entenderá por unidades generadoras con capacidad de regulación a cuya capacidad de almacenar energía le permite operar a plena carga, en forma continua y bajo condiciones de flujo estable, sin sobrecarga y conectada al sistema, por al menos el periodo de cinco horas continuas.

6. DETERMINACIÓN DE POTENCIA MÁXIMA

6.1. Definición de puntos de medición

A continuación, se describe un sistema equivalente que presenta un parque fotovoltaico conectado al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el cual se puede definir lo siguiente:

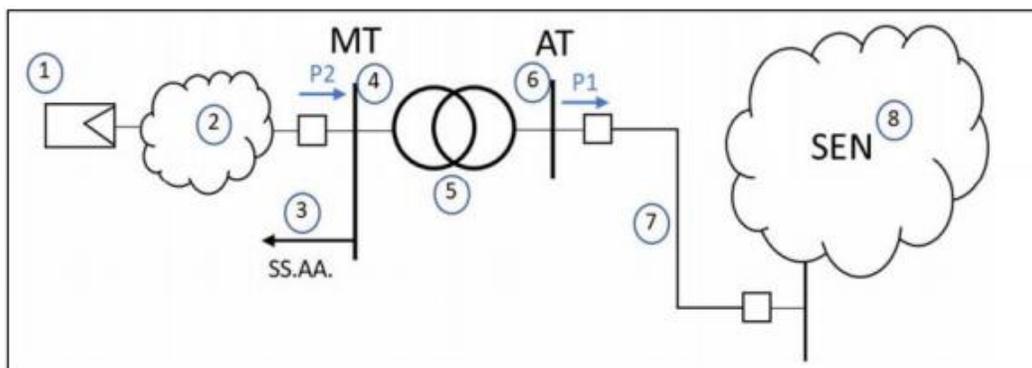


Figura 6-1 Curva de capacidad de uno de los módulos del inversor.

Los componentes del parque son los siguientes:

1. **Generador equivalente:** Corresponde a la suma de los aportes distribuidos de potencia activa alterna de cada inversor del parque ERNC.
2. **Pérdidas en sistema colector del parque:** Corresponde a las pérdidas del sistema colector del parque ERNC, principalmente en cables de baja y media tensión, y en los transformadores colectores que elevan de baja a media tensión.
3. **Servicios Auxiliares (SS.AA.) de la central.**
4. **Barra de media tensión (MT):** Corresponde a la tensión en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central.

5. **Transformador de poder:** Equipo elevador presente en la subestación de salida del parque ERNC.
6. **Barra de alta tensión: (AT):** Corresponde a la tensión en el lado de alta tensión del transformador de poder de la central.
7. **Línea dedicada de la central:** Línea de alta tensión que vincula el parque ERNC con el sistema eléctrico.
8. **Sistema Eléctrico Nacional (SEN).**
9. **P1:** Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de alta tensión de su subestación de salida.
10. **P2:** Potencia inyectada por el parque ERNC en la barra de media tensión de su subestación de salida.

6.2. Antecedentes de operación

En la siguiente figura se muestran los distintos niveles de generación del parque registrados en la barra de alta tensión de la subestación elevadora (P1) durante el día 12 de junio del 2019, conforme a la información contenida en el antecedente (b).

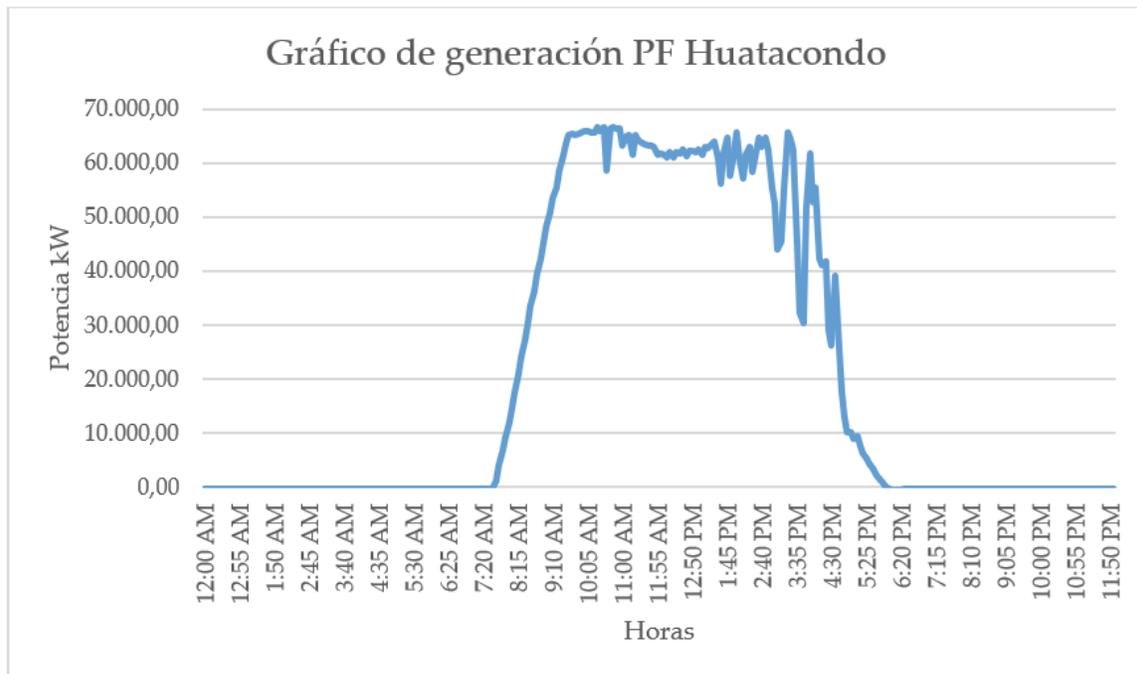


Figura 6-2 Generación PF Huatacondo el día 12 Junio 2019.

A partir del registro, entre las 9:35 AM hasta las 15:20 PM, se obtiene un promedio de potencia activa de 62,3 MW, no obstante, por lo mencionado en el Capítulo 2, estas no son las condiciones ideales de radiación (Ver Figura 6-4) para que el parque funcione a su máxima capacidad (98,27 MW). Por lo tanto, se realiza una simulación mediante la plataforma PowerFactory, considerando condiciones ideales para que el parque opere a su máxima capacidad (1000 W/m²), según se puede apreciar en la Figura 8-2.

6.3. Cálculo de potencia neta del parque

Como fue mencionado con anterioridad, para este estudio se realizan simulaciones de flujo de potencia en la base de datos facilitada por el cliente (e), tomando en consideración las condiciones ideales del sistema (máxima capacidad del parque). Para ello, se ajustan los 47 inversores del parque fotovoltaico con el fin de que inyecten una cantidad de energía igual a su capacidad nominal (2,091 MW).

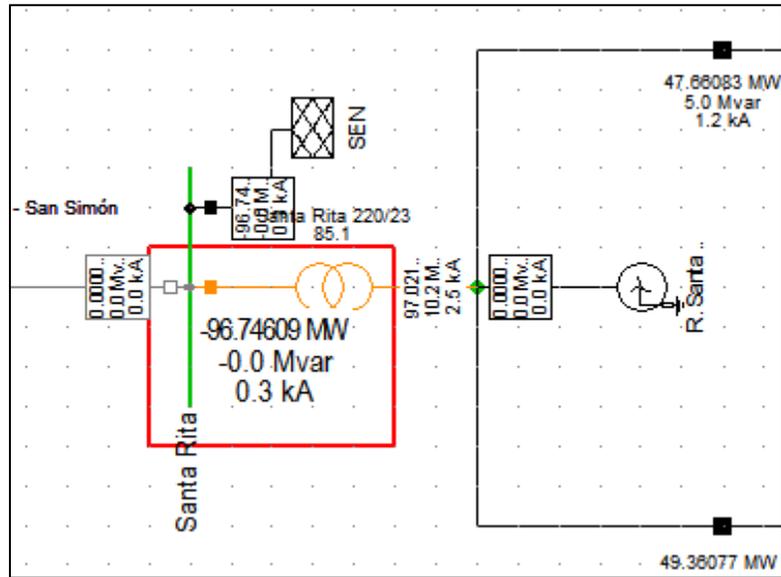


Figura 6-3 Simulación PV condiciones ideales.

En la figura anterior se puede observar destacado en rojo que la potencia máxima neta del parque corresponde a 96,746 MW en condiciones ideales con los 47 inversores operando a su capacidad nominal. Dado que la capacidad bruta del parque es de 98,28 MW (2,091 x 47), se calcula que las pérdidas totales de la red de media tensión y el transformador de poder son de:

$$98,28 \text{ MW} - 96,746 \text{ MW} = 1,534 \text{ MW}$$

Sin embargo, según lo indicado en el antecedente (d), se tiene que las pérdidas asociadas a los servicios auxiliares corresponden a 0,347 MW. Por lo tanto, las pérdidas del sistema colector y transformadores son de:

$$1,534 \text{ MW} - 0,347 \text{ MW} = 1,187 \text{ MW}$$

Lo que se puede verificar en la Figura 8-1 de anexos.

6.4. Disponibilidad del recurso primario

La siguiente figura muestra la disponibilidad del recurso primario registrado por hora del día 12 de junio (antecedente (c)).

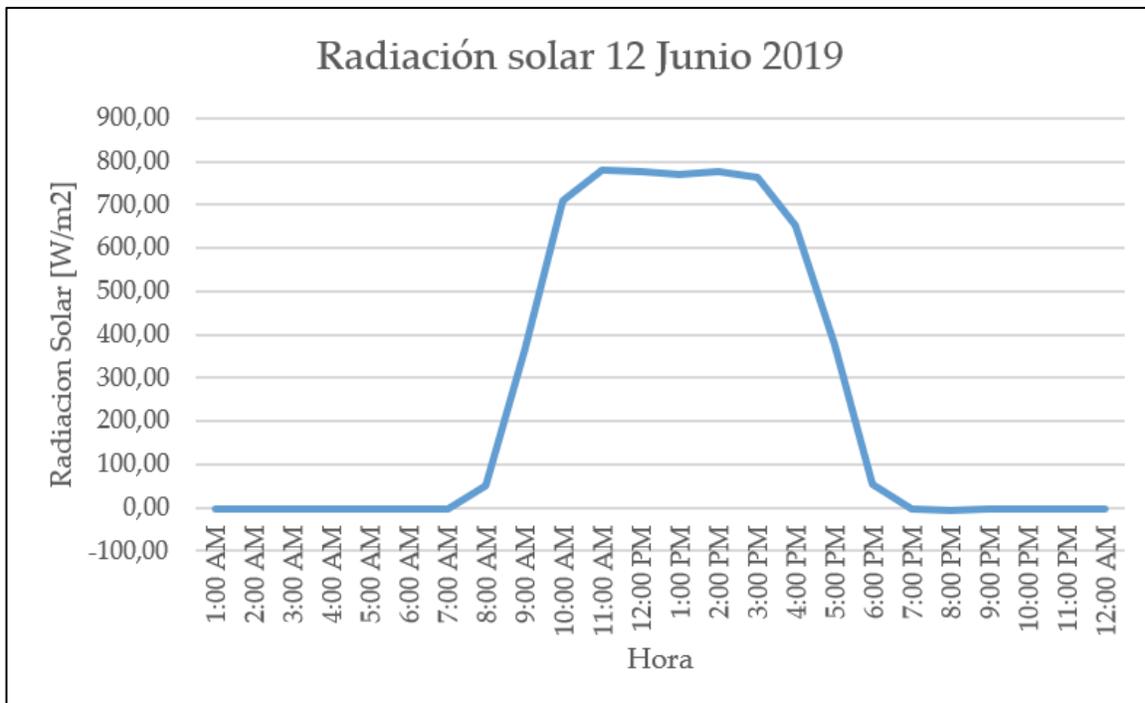


Figura 6-4 Radiación solar registrada en el PF Huatacondo –12 junio 2019

Tal y como se puede observar en la figura anterior, las condiciones de radiación solar presentes en el parque fotovoltaico son inferiores a los 1000 W/m² para los horarios de mayor abundancia de radiación (10:00AM – 04:00PM). Es por esto que para el cálculo de potencia máxima neta se realiza una simulación tomando en consideración las condiciones ideales.

La siguiente tabla resumen las características de radiación presente en la zona en el mes de Junio:

Tabla 6-1 Estadísticas de radiación solar.

PERIODO DE MEDICIÓN	PROMEDIO [W/m ²]	MÍNIMO [W/m ²]	MÁXIMO [W/m ²]
Junio	251,91	0,00	781,72

7. CONCLUSIONES

De acuerdo con lo expuesto en el presente informe, se concluye que el parámetro de potencia máxima neta del PF Huatacondo es de 96,746 MW, mientras que la potencia máxima bruta del parque es de 98,28 MW.

8. ANEXOS

Grid: Grid		Summary					
No. of Substations	0	No. of Busbars	75	No. of Terminals	1	No. of Lines	25
No. of 2-w Trfs.	2	No. of 3-w Trfs.	23	No. of syn. Machines	0	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	1	No. of Shunts	0	No. of SVS	0		
Generation	=	98.28 MW	14.04 Mvar	99.28 MVA			
External Infeed	=	-96.75 MW	-0.00 Mvar	96.75 MVA			
Inter Grid Flow	=	0.00 MW	0.00 Mvar				
Load P(U)	=	0.35 MW	-0.00 Mvar	0.35 MVA			
Load P(Un)	=	0.35 MW	0.00 Mvar	0.35 MVA			
Load P(Un-U)	=	-0.00 MW	0.00 Mvar				
Motor Load	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA			
Grid Losses	=	1.18 MW	14.04 Mvar				
Line Charging	=		-0.48 Mvar				
Compensation ind.	=		0.00 Mvar				
Compensation cap.	=		0.00 Mvar				
Installed Capacity	=	98.28 MW					
Spinning Reserve	=	0.00 MW					
Total Power Factor:							
Generation	=	0.99 [-]					
Load/Motor	=	1.00 / 0.00 [-]					

Figura 8-1 Pérdidas sistema colector y transformadores.

CanadianSolar

MODEL TYPE: CS6X-325P-FG Assembled in China with Chinese cells

Nominal Maximum Power	(Pmax):	325 W
Optimum Operating Voltage	(Vmp):	37.0 V
Optimum Operating Current	(Imp):	8.78 A
Open Circuit Voltage	(Voc):	45.5 V
Short Circuit Current	(Isc):	9.34 A
Maximum System Voltage	:	1500 V
Maximum Series Fuse Rating	:	15 A

All electrical data at Standard Test Conditions (STC), Irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Fire Rating: CLASS A
Application Class: CLASS A

WARNING-ELECTRIC HAZARD

This solar module produces electrical voltage when exposed to sunlight or intense artificial lights. Proper precautions associated with electrical power systems must be taken while handling and installing this product.

PLEASE READ THE INSTRUCTION MANUAL FOR MORE INFORMATION PRIOR TO INSTALLATION. THE MANUAL CAN BE DOWNLOADED ON CANADIAN SOLAR WEBSITE: <http://www.canadiansolar.com/downloads.html>

Canadian Solar's Limited Warranty is valid only for products purchased either directly from Canadian Solar or from an authorized reseller who is in your region or authorized with written permission from Canadian Solar. If you want to find out who's our authorized reseller in your region, please contact 'support@canadiansolar.com'.

CE, DE, and other certification logos are present at the bottom.

www.canadiansolar.com inquire@canadiansolar.com

Figura 8-2 Características Paneles Solares.